

УДК 620.194

## ОСОБЛИВОСТІ КОРОЗІЇ ТА КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНОГО РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

<sup>1</sup>О.І.Звірко, <sup>1</sup>З.В.Слободян, <sup>1</sup>О.Т.Цирульник, <sup>2</sup>Д.Ю.Петрина, <sup>1</sup>Г.М.Никифорчин<sup>1</sup> Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка НАН України,  
79601, м. Львів, МСП, вул. Наукова, 5; e-mail: [nykyfor@ipm.lviv.ua](mailto:nykyfor@ipm.lviv.ua)<sup>2</sup> ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42351  
e-mail: [public@nuing.edu.ua](mailto:public@nuing.edu.ua)

Работа посвящена установлению влияния длительной эксплуатации сталей магистральных нефтепроводов на их коррозионную стойкость, сопротивление коррозионно-механическому разрушению и склонность к хрупкому разрушению в подтоварной воде и нефте-водной среде.

Установлено, что вследствие длительной эксплуатации сталей нефтепроводов и резервуаров нефти существенно ухудшаются их электрохимические характеристики, снижается коррозионная устойчивость объема материала, снижается сопротивление хрупкому разрушению, коррозионному и водородному растрескиванию, что связано с агрессивным воздействием нефте-водной среды. Установлено, что нефте-водная среда с границей раздела фаз нефть-вода является наиболее коррозионно агрессивной, а нефте-водная эмульсия – менее всего. Скорость коррозии стали в подтоварной воде занимает промежуточное положение.

Експлуатація магістральних нафтопроводів становить важливу ланку в економічному механізмі держави, тому їх надійність та довговічність постійно привертає увагу науковців та інженерів. Проблема ускладнюється тим, що більшість нафтопроводів експлуатується на межі вичерпання свого розрахункового ресурсу та за умов сумісної дії на матеріал труб корозійно-агресивних середовищ та механічних навантажень. До останнього часу вважалося, що роль корозійного чинника у зниженні роботоздатності магістральних нафтопроводів полягає лише у корозійних ураженнях з боку зовнішньої поверхні труб, а транспортована по трубопроводу товарна нафта не є агресивним середовищем. Проте, тривала (біля тридцяти років) експлуатація магістральних нафтопроводів виявила корозійні ураження і з боку внутрішньої поверхні труб [1], особливо їх нижніх ділянок, що змусило розглядати транспортоване середовище як корозійно агресивне і виділити у ньому особливу роль так званої підтоварної води, котра зумовлює електрохімічну природу корозії металу. Тривала дія корозійно-механічних чинників на метал трубопроводу в процесі експлуатації може вплинути не лише на швидкість корозійних процесів, а й спричинити корозійно-механічне руйнування з боку його внутрішньої поверхні. Виявлено [2] різке зниження ударної в'язкості основного металу трубопроводу та матеріалу його зварного з'єднання після трива-

The work is devoted to the determination of effect of long-term service of oil-trunk pipelines steels on its corrosion resistance, a sensitivity to stress corrosion cracking and brittle fracture in residual water and oil-water environment.

It is revealed that long-term service of oil-trunk pipelines steels causes essential deterioration its electrochemical characteristics, a decrease of corrosion resistance in bulk material, sensitivity to stress corrosion cracking and brittle fracture as a result of oil-water medium aggressive action. It is established that oil-water environment with phase boundary is characterized by the most corrosion activity and oil-water emulsion – by the lowest one, the residual water takes intermediate position.

лої експлуатації магістрального нафтопроводу. Важливим є питання можливої деградації фізико-механічних та фізико-хімічних властивостей металу після його тривалої експлуатації.

### Матеріали та методи випробувань

Досліджували сталь типу 10ГС у вихідному стані та після 28 років її експлуатації на магістральному нафтопроводі. В останньому випадку вирізняли верхню („верх”) та нижню („низ”) ділянки труби. Зразки для випробувань вирізали таким чином, щоб досліджувані поверхні чи об'єм металу були ближче до внутрішньої поверхні труби.

За корозійні середовища слугували: модельний розчин підтоварної води, приготований збовтуванням однакових об'ємних частин води та нафти з Дрогобицького нафтопереробного заводу (НПЗ) з наступним відділенням води; підтоварна вода з нафтоосхопищ Дрогобицького, Надвірнянського, Плоцького (Польща) НПЗ (табл. 1), їх нафто-водні системи та емульсії, а також 3% NaCl. Найбільший вміст хлоридів (390 мг-екв/дм<sup>3</sup>) виявлено у воді з резервуару Дрогобицького НПЗ, а найменший – у модельній підтоварній воді.

Зразки для корозійних досліджень – шліфовані по всіх поверхнях пластини, а для електрохімічних досліджень – циліндричної форми діаметром 4 мм, запресовані у фторопласт. Робочою поверхнею слугував торець циліндра.

Таблиця 1 — Хімічний склад підтоварних вод

| Показник якості                                   |                                 | Підтоварна вода |                    |                                      |              |
|---|---------------------------------|-----------------|--------------------|--------------------------------------|--------------|
|   |                                 | Модельна        | Надвірнянський НПЗ | Надвірнянський НПЗ (знесолена нафта) | Плоцький НПЗ |
| Мінералізація, мг/дм <sup>3</sup>                 |                                 | 392,56          | 14082,58           | 1828,36                              | 5495,44      |
| рН  |                                 | 6,7             | 6,6                | 6,7                                  | 6,5          |
| Загальна твердість, мг-екв/дм <sup>3</sup>        |                                 | 5,0             | 50,75              | 0,875                                | 15,25        |
| Тимчасова твердість, мг-екв/дм <sup>3</sup>       |                                 | 1,4             | 5,4                | 0,875                                | 0,84         |
| Катіони, мг-екв/дм <sup>3</sup>                   | Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup> | 0,71            | 191,50             | 23,38                                | 79,27        |
|   | Ca <sup>++</sup>                | 4,5             | 42,0               | 0,38                                 | 14,0         |
|   | Mg <sup>++</sup>                | 0,5             | 8,75               | 0,50                                 | 1,25         |
| Аніони, мг-екв/дм <sup>3</sup>                    | Cl <sup>-</sup>                 | 0,98            | 236,68             | 1,60                                 | 92,72        |
|   | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>   | 3,33            | 0,17               | 8,33                                 | 0,48         |
|   | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>   | 1,40            | 5,40               | 12,60                                | 0,84         |
|   | CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>   | -               | -                  | 1,72                                 | 0,48         |
| Окислюваність перманганатна, мг О/дм <sup>3</sup> |                                 | 32,0            | 42,0               | 37,0                                 | 28,0         |

Швидкість корозії визначали ваговим методом після 168 год експозиції за температур 20, 40 та 60°C. Випробування у двофазному нафто-водному середовищі (співвідношення нафти та води 1:1) здійснювали у розшарованій нафто-водній системі (моделювання корозії металу в стояночному режимі) та з безперервним перемішуванням магнітною мішалкою у стабільній водно-нафтовій емульсії (моделювання корозійного процесу в умовах транспортування нафти).

Електрохімічні дослідження полягали у побудові потенціодинамічних поляризаційних кривих на потенціостаті ІРС-Про, застосовуючи трьохелектродну термостатовану комірку. Допоміжний електрод – платиновий, порівняння – насичений хлорсрібний електрод. Поляризаційні криві знімали в потенціодинамічному режимі, швидкість розгортки потенціалу – 1 мВ/сек, температура корозійного середовища становила 20 ± 2°C. Електрохімічні характеристики досліджуваної сталі (стаціонарний потенціал  $E_{ст}$ , густина струму корозії  $i_{кор}$ ) визначали графоаналітичним методом.

Опір крихкому руйнуванню визначали за ударною в'язкістю за методом Шарпі та схильністю до водневого розтріскування під повільним навантажуванням розтягом циліндричних зразків діаметром робочої частини 3 мм [3] у підтоварній воді з нафтоосхопища Плоцького НПЗ в умовах катодної поляризації на 0,5 В від значення стаціонарного потенціалу, реєструючи діаграму „сила  $F$  – переміщення  $\Delta$ “. Зразки вирізали паралельно твірній труби; швидкість деформування становила 10<sup>-7</sup> с<sup>-1</sup>. Схильність до окрихнення оцінювали за зміною середовищем відносних видовження та звуження, що характеризували коефіцієнти  $K_{\delta} = \delta^c/\delta \cdot 100\%$  і  $K_{\psi} = \psi^c/\psi \cdot 100\%$ , де  $\delta^c$  і  $\delta$ ,  $\psi^c$  і  $\psi$  – відповідно

відносні видовження та звуження зразків в середовищі та на повітрі.

### Результати та обговорення

#### *Корозійна тривкість сталі у модельній підтоварній воді та нафто-водних середовищах*

Корозійна тривкість сталі залежить від місця вирізки зразків (рис. 1): найінтенсивніше кородують зразки з нижньої ділянки експлуатованої труби, а найменші швидкості корозії властиві металу у вихідному стані. Оскільки експоновані поверхні зразків безпосередньо не контактували у процесі експлуатації з робочим середовищем, можна стверджувати про деградацію корозійних властивостей матеріалу в об'ємі труби, зумовлену його тривалою експлуатацією. Вища корозійна тривкість верхньої ділянки труби порівняно з нижньою ділянкою свідчить про особливу роль підтоварної води у процесах деградації сталі. Очевидно, така відмінність у корозійній тривкості верхніх та нижніх ділянок експлуатованої труби пов'язана з наводнювальною дією підтоварної води, яка, як відомо, сприяє деградації матеріалу та зростанню його мікроефектності [4].

Оскільки умови транспортування нафти супроводжуються певними змінами температурних режимів середовища, то визначили швидкість корозії сталі також за підвищених температур. Встановлено, що підвищення температури корозійного середовища до 60°C супроводжується зростанням швидкості корозії сталі, котре, однак, не підпорядковується правилу Вант-Гоффа, очевидно, через певну екрануючу дію поверхневих оксидних плівок (рис. 1). При всіх досліджених температурах найінтенсивніше

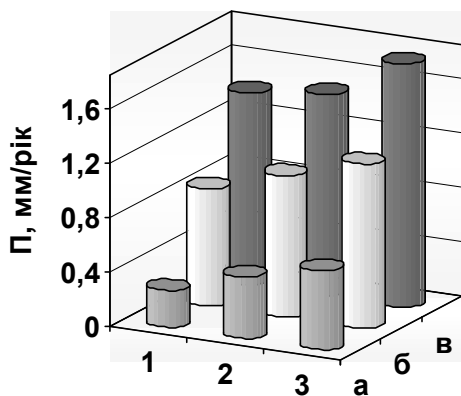


Рисунок 1 - Швидкість корозії сталі типу 10ГС у вихідному стані (1), верхньої (2) та нижньої (3) ділянок експлуатованої труби в модельній підтоварній воді за температур: а – 20 °С; б – 40 °С; в – 60 °С

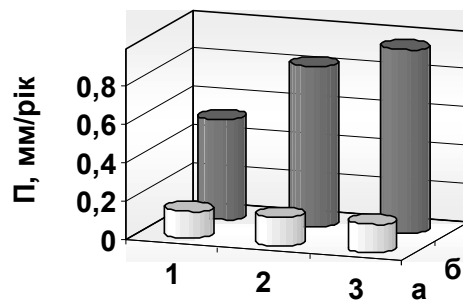


Рисунок 2 - Швидкість корозії сталі типу 10ГС у вихідному стані (1), верхньої (2) та нижньої (3) ділянок труби після тривалої експлуатації в середовищах (20 °С): а – нафто-водній емульсії; б – нафто-водній системі

кородують зразки з нижніх ділянок труби, а найменше – зразки з із вихідного матеріалу.

У нафто-водній емульсії відмінність між корозійною тривкістю сталі з різних ділянок труби практично нівелюється (рис. 2, а) і швидкості корозії дослідженої сталі у різних станах у даному середовищі є значно нижчими, ніж у модельній підтоварній воді, що зумовлено інгібуючою дією нафти.

Дослідженнями корозії сталі у двофазній розшарованій системі нафта-вода показано існування ефекту “тонкого шару” електроліту внаслідок інверсії вибіркового змочування поверхні нафтою та водою. Матеріал поблизу розділу фаз кородує інтенсивніше, а порівняно з вихідним металом – сталь з нижньої ділянки труби кородує в 1,8 рази швидше (рис. 2, б). Швидкості корозії експлуатованої сталі (“верх”, “низ”) у статичних умовах вищі, ніж при перемішуванні середовища (у 3,7...6,3 рази), що свідчить про посилення корозійного процесу на межі розділу фаз нафта-вода.

#### Корозійна тривкість сталі у підтоварній воді з нафтосховищ різних НПЗ

У всіх підтоварних водах (табл. 2) спостерігали диференціацію корозійної тривкості сталі у різних станах. Так, у воді з Дрогобицького НПЗ швидкість корозії сталі після тривалої експлуатації (“низ”) у 2,1 рази вища, ніж сталі у вихідному стані (“поставка”), у воді з Надвірнянського НПЗ це співвідношення становить 1,8 рази. Для агресивнішого середовища (вода з Плоцького НПЗ) вплив деградації матеріалу на його корозійну тривкість є менш суттєвим.

Виявлено різну агресивність підтоварних вод нафтосховищ різних НПЗ (табл. 2): найменшу для середовища з резервуару Дрогобицького та Надвірнянського, а найвищу – Плоцького НПЗ. Відмінності у хімічному складі підтоварних вод з різних НПЗ (табл. 1) зумовлені відмінностями у хімічному складі нафт, що зберігались у нафтових резервуарах. Найбіль-

шим вмістом солей (відповідно, найбільшою твердістю) та найбільшою окислюваністю (наявність водорозчинних органічних речовин, екстрагованих з нафти) характеризується підтоварна вода з Надвірнянського НПЗ. Як відомо [5], зі збільшенням мінералізації води зменшується розчинність кисню (деполяризатора), тому швидкість корозії сталі у високомінералізованому середовищі є нижчою.

#### Електрохімічні властивості сталі у модельній підтоварній воді

Електрохімічними дослідженнями підтверджено деградацію корозійних властивостей матеріалу в процесі експлуатації. Так, електрохімічні процеси на деградованій сталі протікають з вищою інтенсивністю, а метал з нижньої ділянки експлуатованої труби характеризується більш негативним стаціонарним потенціалом (на 0,07 В) та більшою густиною струму корозії (в 1,75 рази), ніж вихідний матеріал. Підвищення температури корозійного середовища супроводжується зсувом стаціонарного потенціалу сталі у бік більш від’ємних значень та інтенсифікацією корозійного процесу незалежно від стану матеріалу, проте відмінність між корозійною активністю експлуатованого та вихідного матеріалу зберігається.

#### Електрохімічні параметри сталі у підтоварній воді з нафтосховищ різних НПЗ

Корозійна активність деградованої сталі, особливо нижньої ділянки труби, вища, ніж сталі у вихідному стані, також у підтоварній воді з нафтових резервуарів різних НПЗ (табл. 3). Так, для деградованої сталі характерні більш від’ємні значення стаціонарного потенціалу та більш значення густини струму корозії у всіх досліджених середовищах. Зокрема, стаціонарний потенціал сталі у вихідному стані на 0,04...0,05 В є більш позитивним, ніж сталі з нижньої ділянки експлуатованої труби. Густина струму корозії сталі у вихідному стані у 3,9;

Таблиця 2 — Швидкість корозії сталі типу 10ГС у різних середовищах

| Середовище  | Матеріал | Швидкість корозії К, мг/(м <sup>2</sup> ·год) | Глибинний показник П, мм/рік |
|---|----------|---|------------------------------|
| Підтоварна вода (Дрогобицький НПЗ)                    | Поставка | 11,3  | 0,13                         |
|   | Верх     | 18,6  | 0,21                         |
|   | Низ      | 24,1  | 0,27                         |
| Підтоварна вода (Надвірнянський НПЗ)                  | Поставка | 19,5  | 0,22                         |
|   | Верх     | 28,6  | 0,32                         |
|   | Низ      | 35,8  | 0,40                         |
| Підтоварна вода (Надвірнянський НПЗ, знесолена нафта) | Поставка | 25,3  | 0,28                         |
|   | Верх     | 35,6  | 0,40                         |
|   | Низ      | 43,9  | 0,49                         |
| Підтоварна вода (Плоцький НПЗ)                        | Поставка | 47,6  | 0,53                         |
|   | Верх     | 57,9  | 0,65                         |
|   | Низ      | 66,7  | 0,74                         |

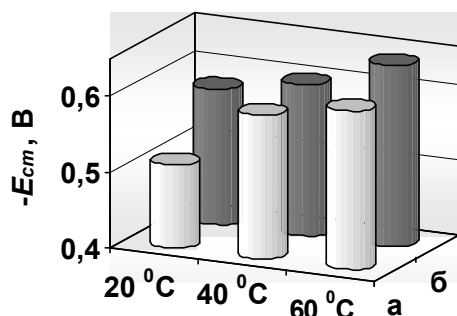


Рисунок 3 – Стаціонарний потенціал сталі типу 10ГС у вихідному стані (а) та нижньої (б) ділянки експлуатованої труби у модельній підтоварній воді

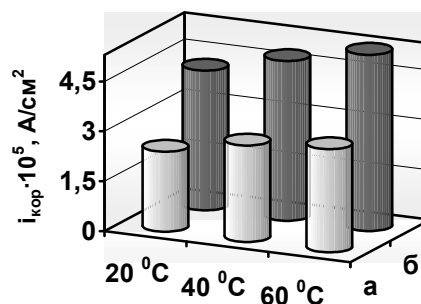


Рисунок 4 – Густина струму корозії сталі типу 10ГС у вихідному стані (а) нижньої (б) ділянки експлуатованої труби у модельній підтоварній воді

5,9; 4,0 та 1,6 разів нижча, ніж сталі з нижньої ділянки експлуатованої труби у воді з нафто-сховищ Дрогобицького, Надвірнянського, Надвірнянського (знесолена нафта) та Плоцького НПЗ відповідно.

Виявлено, що підтоварна вода з нафто-сховища Плоцького НПЗ характеризується найвищою корозійною агресивністю. Так, густина струму корозії сталі у вихідному стані у воді з нафто-сховища Надвірнянського НПЗ у 5,3 разів нижча, ніж у воді з нафто-сховища Плоцького НПЗ, хоча значення стаціонарного потенціалу дослідженої сталі у підтоварній воді з Надвірнянського НПЗ є більш від'ємні. Це пов'язано, очевидно, з наявністю у воді з резервуару Надвірнянського НПЗ екстрагованих з нафти компонентів, які інгібують корозію сталі. Такі дані узгоджуються з гравіметричними дослідженнями. У підтоварній воді з Плоцького НПЗ вплив ступеня деградації матеріалу на його корозійну тривкість є найменший (густина струмів корозії експлуатованої та неексплуатованої сталі відрізняються між собою в 1,5 рази, тоді як у воді з Надвірнянського НПЗ це співвідношення становить 5,9 разів).

Таблиця 3 – Електрохімічні параметри сталі типу 10ГС у підтоварній воді з різних НПЗ

| Підтоварна вода                      | Матеріал | -E <sub>cm</sub> , В | i <sub>кор</sub> ·10 <sup>6</sup> , А/см <sup>2</sup> |
|--------------------------------------|----------|----------------------|---|
| Дрогобицький НПЗ                     | Поставка | 0,66                 | 1,7   |
|                                      | Верх     | 0,68                 | 4,0   |
|                                      | Низ      | 0,70                 | 6,6   |
| Надвірнянський НПЗ                   | Поставка | 0,65                 | 1,2   |
|                                      | Верх     | 0,68                 | 5,1   |
|                                      | Низ      | 0,70                 | 7,1   |
| Надвірнянський НПЗ (знесолена нафта) | Поставка | 0,72                 | 1,9   |
|                                      | Верх     | 0,74                 | 6,0   |
|                                      | Низ      | 0,76                 | 7,6   |
| Плоцький НПЗ                         | Поставка | 0,48                 | 6,4   |
|                                      | Верх     | 0,51                 | 7,8   |
|                                      | Низ      | 0,52                 | 9,9   |

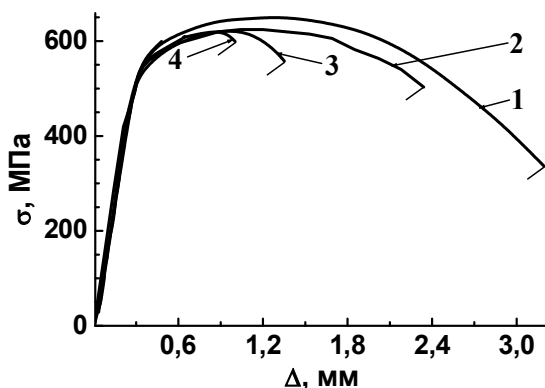
Сталь у підтоварній воді з нафто-сховища товарної нафти Надвірнянського НПЗ характеризується більш позитивним стаціонарним по-

тенціалом та меншою густиною струму корозії, ніж у воді з нафтоховища знесоленої нафти Надвірнянського НПЗ, очевидно, внаслідок меншої розчинності кисню (деполяризатора) у високомінералізованому середовищі та утворення сольових екрануючих плівок на поверхні сталі (табл. 3).

#### Опір крихкому руйнуванню сталі

Ударна в'язкість сталі після тривалої експлуатації суттєво знижується ( $95 \text{ Дж/см}^2$  для верхньої ділянки труби проти  $180 \text{ Дж/см}^2$  для вихідного стану). Визначити ж кількісно ударну в'язкість матеріалу нижньої ділянки труби було не можливо: руйнування переорієнтовувалося вздовж дотичної труби, що є, очевидно, наслідком водневого розшарування. Різке зниження ударної в'язкості відзначено раніше [2] стосовно сталей і зварних з'єднань прибалтійських магістральних нафтопроводів після 30 років їх експлуатації, проте роль корозійного чинника в процесах деградації матеріалу не розглядалась.

Повільний розтяг зразків з досліджуваної сталі виявив, що вихідний матеріал навіть у повітрі характеризується більшою міцністю та пластичністю порівняно з металом нижньої ділянки експлуатованої труби (рис. 5). Підтоварна вода з нафтоховища Плоцького НПЗ додатково окричує сталь типу 10ГС в умовах катодної поляризації, про що свідчать криві розтягування і суттєве зниження пластичності. Практично відмінності у ході кривої  $F - \Delta$  у корозійному середовищі і в повітрі починаються після досягнення границі міцності, що на користь водневого механізму впливу середовища. Сталь нижньої ділянки труби виявилася особливо чутливою до водневого розтріскування: коефіцієнт впливу середовища за зміною відносного звуження на повітрі і в наводнювальному середовищі становить 55 і 5 % відповідно для сталі у вихідному стані та нижньої ділянки експлуатованої труби (табл. 4).



1, 3 – вихідний стан;  
2, 4 – нижня ділянка експлуатованої труби

Рисунок 5 — Діаграми  $F - \Delta$  для сталі типу 10ГС за випроб у повітрі (1, 2) та в підтоварній воді з нафтоховища Плоцького НПЗ за катодної поляризації (3, 4)

Таблиця 4 — Пластичність сталі за повільного розтягу

| Матеріал      | Середовище      | $\delta, \%$ | $\Delta, \%$ | $K_\delta, \%$ | $K_\psi, \%$ |
|---------------|-----------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| Вихідний стан | Повітря         | 36           | 77           | 39             | 55           |
|               | Підтоварна вода | 14           | 42           |                |              |
| Низ           | Повітря         | 28           | 56           | 25             | 5            |
|               | Підтоварна вода | 7            | 3            |                |              |

Отже, після тривалої експлуатації нафтопроводу опір сталі труб крихкому руйнуванню знижується, насамперед ударна в'язкість та опір водневого розтріскуванню, причому має місце диференціація ступеня деградації для різних її ділянок.

Оскільки деградація експлуатованої сталі не обмежується лише поверхневими шарами, але стосується всього її об'єму, то обстеження магістральних нафтопроводів тільки на наявність поверхневих дефектів та уражень є недостатнім для обґрунтування їх роботоздатності.

#### ВИСНОВКИ

1. Виявлено різну корозійну тривкість у підтоварній воді сталі типу 10ГС магістрального нафтопроводу у вихідному стані та після 28 років його експлуатації: понижена корозійна тривкість експлуатованої труби, особливо, нижньої її ділянки, є наслідком експлуатаційної корозійно-водневої деградації сталі, в якій важлива роль відведена нафто-водному середовищу.

2. Найбільш корозійно-агресивним середовищем є система нафта-підтоварна вода з розділом фаз, а найменш – нафто-водна емульсія, швидкості корозії у підтоварній воді займають проміжні значення.

3. Інтенсивність протікання електрохімічних процесів у підтоварній воді вища на сталі, що експлуатувалася, ніж на сталі у вихідному стані. Експлуатований метал характеризується більш від'ємним стаціонарним потенціалом та більшою густиною струму корозії у підтоварній воді, ніж вихідний матеріал.

4. Виявлено різну корозійну агресивність підтоварних вод з нафтоховищ Дрогобицького, Надвірнянського та Плоцького нафтопереробних заводів: найменш корозійно агресивною є високомінералізована вода. Вплив експлуатації матеріалу на його корозійну тривкість виявлено для всіх середовищ.

5. Тривала експлуатація нафтопроводів знижує опір сталей крихкому руйнуванню, визначеному за ударною в'язкістю та схильністю до водневого розтріскування.

#### Література

1 Слободян З.В., Никифорчин Г.М., Петрушак О.І. Корозійна тривкість трубної сталі у нафто-водних середовищах // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2002. – № 3. – С. 93-96.

2 Krasowsky, A.Y., Dolgiy, A.A., Torop V.M. Charpy testing to estimate pipeline steel degradation after 30 years of operation. Proc. "Charpy Centary Conference", Poitiers. – 2001, Vol. 1. – P. 489-495.

3 Методические рекомендации Государственного комитета СССР по стандартам: МР 185-86. Расчеты и испытания на прочность. Методы испытаний на склонность к коррозионному растрескиванию сталей и сплавов в жидких средах. – Москва: ВНИИНМАШ, 1986. – 51 с.

4 Nykyforchyn H., Slobodyan D., Petrushchak O., Lunarska E. Rola wodoru w korozyjnym niszczeniu wewnetrznych powierzchni rurociagu naftowego. – Ochrona przed korozja. – 2002, Wydanie specjalne. – S. 445-449.

5 Улиг Г.Г., Ревы Р.У. Коррозия и борьба с ней. – Л.: Химия, 1989. – 455 с.

УДК 621.643

## ЖИВУЧІСТЬ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ У КОРОЗІЙНО АКТИВНИХ СЕРЕДОВИЩАХ

Л. Я. Побережний

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)

e-mail: p o b e r e z h n y @ n u n g . e d u . u a

*На основани анализ результатов коррозионно-усталостных испытаний определены области низкочастотной коррозионной усталости основного металла и сварных соединений морских нефтегазопроводов. Определены наиболее опасные диапазоны эксплуатационных нагрузок. Предложены методические подходы к прогнозированию живучести.*

*On the basis of fatigue tests results analysis the areas of low-frequency fatigue are obtained for marine pipelines steel. The method of its survivability prognostication is offered.*

Геологічні дослідження останніх років показали, що значна частина світових запасів нафти і газу знаходиться в районах шельфів морів та океанів. Поверхня континентального шельфу до глибини 300 м складає 10% від поверхні всього океану. В зв'язку з цим швидко зростають обсяги щорічно споруджуваних морських сталевих трубопроводів [1, 2]. Вони володіють високою міцністю і успішно конкурують з трубопроводами з інших матеріалів, зокрема в тих випадках, коли продукт транспортується під високим тиском і при укладанні трубопроводу виникають високі напруження [3].

Деякі навантаження визначаються з точністю, достатньою для інженерних розрахунків, але безумовно більшість з них обчислюється надто наближено. Особливо складно врахувати навантаження, які спричинені дією навколишнього середовища, тим більше, що швидкість чи частота їх зміни на різних ділянках трубопроводу може істотно відрізнитися. Крім того, матеріал трубопроводу в процесі багаторічної експлуатації (20-30 років і більше) змінює свої фізико-механічні властивості.

Важливого значення набуває створення перспективних методичних підходів до вивчення корозійно-механічного руйнування морських трубопроводів, забезпечуючи при цьому ефективний контроль стадійного процесу деформації та руйнування за визначальними параметрами (міцність, довговічність, живучість)

і достовірність отриманих результатів. Особливо важливим це завдання стає з огляду на те, що значна частина нафтогазопроводів експлуатується вже 20-30 років і близька до вичерпання свого ресурсу. Для економіки України надзвичайно важливо збільшити строк безпечної служби існуючих трубопроводних систем. Не менш важливо змінити підходи до забезпечення їх безпеки на всіх стадіях життєвого циклу – від проектування до експлуатації. Зараз на практиці в основному приділяють увагу способам ліквідації наслідків аварій. На зміну застарілим підходам – «реагувати та виправляти» – прийшли більш сучасні – «передбачати і випереджувати». Необхідно удосконалити існуючі нормативні документи шляхом введення нових науково обґрунтованих специфічних критеріїв оцінки безпеки та надійності, які дадуть змогу коректніше прогнозувати ресурс та залишковий ресурс безпечної експлуатації.

В світлі формування оновленої концепції забезпечення безпеки та надійності трубопроводних систем потрібно широко запроваджувати елементи ризик-аналізу. Слід зосередитися на покращенні управління ресурсом нафтогазопроводів та на прогнозуванні і запобіганні аваріям та катастрофам. Одним з важливих критеріїв, орієнтованих на кількісне вирішення проблем безпеки трубопроводних систем, є живучість при виникненні пошкоджень на різних стадіях аварій та катастроф.